

3.Свергун Ю.Ф. Моделирование несимметричного режима сельской воздушной электрической сети 0,38/0,22 кВ / Ю.Ф. Свергун, А.А. Мирошник // Проблемы региональной энергетики. – Кишинев: Ин-т энергетики. – 2010. – №3(14). Режим доступа: [http://ieasm.webart.md/data/m71\\_2\\_148.doc](http://ieasm.webart.md/data/m71_2_148.doc).

4.Глушаков С.В. Математическое моделирование / С.В. Глушаков, И.А. Жакин, Т.С. Хачиров. – Харьков: Фолио, 2001. – 524 с.

*Получено 08.11.2011*

УДК 621.311.019.3 : 519.21

Г.П.ШУМИЛОВА, канд. техн. наук, Н.Э.ГОТМАН, Т.Б.СТАРЦЕВА

*Учреждение Российской академии наук Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН, г.Сыктывкар*

## **ВЕРОЯТНОСТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Исследовано влияние вероятностной природы нагрузки на оценку критического времени отключения короткого замыкания для региональной ЭЭС. Определено вероятностное распределение критического времени отключения для пятиуровневой модели нагрузки, которое позволяет установить, с какой вероятностью ЭЭС перейдет в неустойчивый режим, если увеличится время отключения короткого замыкания.

Досліджено вплив ймовірнісної природи навантаження на оцінку критичного часу відключення короткого замикання для регіональної ЕЕС. Визначено ймовірнісний розподіл критичного часу відключення для п'ятирівневої моделі навантаження, яке дозволяє встановити, з якою ймовірністю ЕЕС перейде в нестійкий режим, якщо збільшиться час відключення короткого замикання.

The influence of the stochastic nature of prefault system loading conditions on the critical clearing time assessment for the regional power system was studied. A probability distribution of the critical clearing time for the five-level load model using a probabilistic approach was determined.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, динамическая надежность, критическое время отключения короткого замыкания, многоуровневая модель нагрузки, вероятностная оценка неустойчивого состояния энергосистемы.

При оценке динамической надежности (ДН) электроэнергетических систем (ЭЭС) в процессе их функционирования длительное время используют детерминистический критерий. Согласно этого критерия, ЭЭС должна сохранять работоспособность в экстремальных условиях работы и при наиболее опасных возмущениях, т.е. сохранять живучесть в самых наихудших случаях аварийных ситуаций. Однако, например, исследования энергосистем Peace River и Columbia River [1] показали, что детерминистический критерий не всегда соответствует самым наихудшим случаям. Например, в системе Columbia River наихудший случай был с 95%-м уровнем нагрузки, а не со 100%-м, который обычно используется в детерминистическом анализе. Или, например, в энергосистеме Тайвань

[2] при моделировании переходных процессов для оценки динамической устойчивости (ДУ) часто допускается маловероятное событие – трехфазное короткое замыкание (к.з.), за которым следует отключение обеих цепей двухцепной линии. Самые наихудшие состояния ЭЭС являются событиями крайне маловероятными, поэтому результаты оценки ДН при детерминистическом подходе являются слишком консервативными и, в результате, приводят к большим затратам по обеспечению ДН. В связи с этим, учитывая вероятностную природу проблемы ДН, предлагается рассмотреть вероятностный подход к ее оценке.

Вероятностные методы для оценки ДУ используются еще не так широко, как для оценки статической устойчивости, вследствие особенностей ее моделирования. Вероятность событий к.з. зависит не только от места и типа к.з., но еще и от схемы защиты и порядка следования к.з. [1]. Для оценки последствий требуется моделирование состояний ЭЭС, при которых ДУ нарушается, а также анализ воздействий к.з.

Использование вероятностных методов в исследованиях ДУ представлено в ряде публикаций. Работы Billinton и Kuruganty [3–5] положены в основу других, более поздних, исследований.

Влияние к.з. на ДН энергосистемы зависит от следующих трех случайных факторов [1]:

- предаварийное состояние системы, которое определяется топологией сети, мощностью генерации и уровнем нагрузки в ЭЭС;
- параметры самого к.з., к которым относят местонахождение и тип к.з. на линии, а также местонахождение поврежденной линии (или линий);
- время отключения к.з. релейной защитой и успешное/неуспешное автоматическое повторное включение (АПВ).

ЭЭС теряет ДУ, когда время отключения к.з. больше критического времени отключения ССТ (*critical clearing time*), определяющего границу ДН. ССТ зависит от многих факторов, имеющих вероятностную природу, и поэтому моделируется как случайная переменная.

В данной работе рассмотрено влияние вероятностной природы нагрузки на оценку ССТ для энергосистемы, эквивалентная схема которой представлена на рис.1. Расчетная схема состоит из 93 узлов и 99 ветвей.

Рассматривалась аварийная ситуация, вызванная трехфазным к.з. с неуспешным АПВ на линии ВЛ1 напряжением 220 кВ между узлами 2 и 4, шунт к.з. устанавливался на шине 2. Критическое время отключения рассматриваемого к.з. определялось для 500 предаварийных состояний по программной модели, позволяющей проводить расчеты установившихся и переходных процессов электромеханических режимов в энергосистеме. Из всех предаварийных режимов данная авария приводит к ди-

намічески неустойчивому состоянию в 120 случаях.

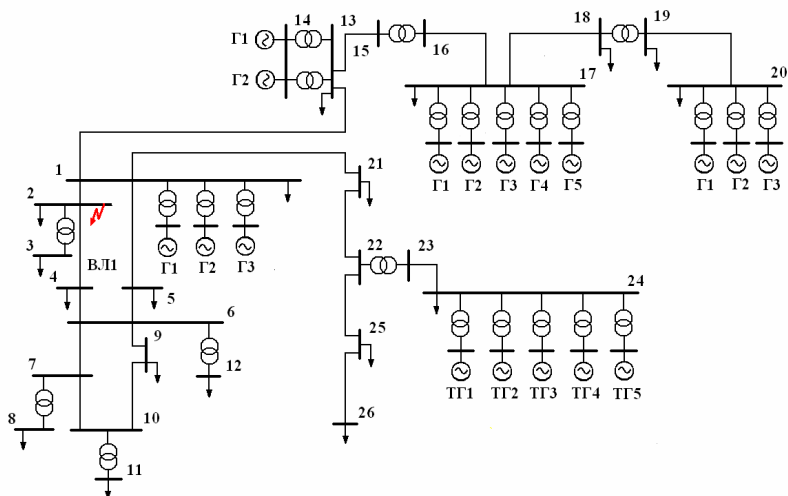


Рис.1 – Эквивалентная схема энергосистемы с указанием места шунта к.з.

Как уже было сказано, влияние к.з. на ДН энергосистемы зависит, наряду с другими факторами, от уровня нагрузки в ЭЭС. Поскольку нагрузка в энергосистеме сама по себе величина случайная, то вероятность неустойчивого состояния системы зависит от вероятности того или иного уровня нагрузки, и включение этого важного фактора в значительной степени повлияет на вероятностную оценку ДН ЭЭС. В детерминистическом подходе с «наихудшим случаем» используется только пиковая нагрузка. При вероятностной оценке ДН должна рассматриваться модель графика нагрузки.

Для рассматриваемой энергосистемы весь диапазон изменения нагрузок разделен на пять уровней (рис.2). На каждый уровень приходится 20 % всего интервала изменения суммарной нагрузки.

В таблице приведены расчетные данные, характеризующие уровни нагрузки (значения активной мощности нагрузки даны в относительных единицах, максимальное значение нагрузки принято за 1), из которых видно, что самые опасные с точки зрения ДН 1-й и 2-й уровни; при этих уровнях наибольшее количество неустойчивых режимов. Самые благополучные – 4-й и 5-й уровни с нулевым количеством неустойчивых режимов. Третий уровень – переходный – от опасного уровня к безопасному; режимы с нагрузкой, относящейся к третьему уровню, являются динамически ненадежными для некоторых аварийных ситуаций.

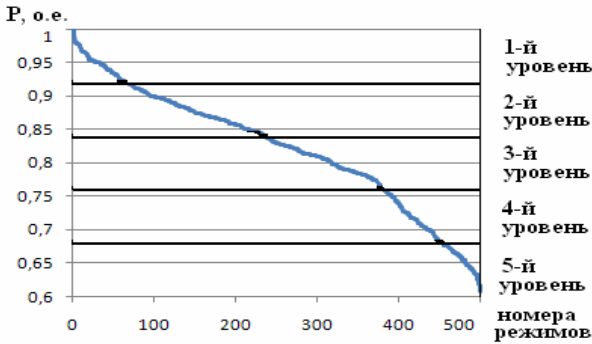


Рис. 2 – График суммарной по энергосистеме активной мощности нагрузки для 500 предаварийных состояний с указанием пяти уровней

Характеристические показатели пятиуровневой модели нагрузки

№ уровня нагрузки	Интервал уровня	Количество режимов	Вероятность уровня нагрузки	Количество неустойчивых режимов для рассматриваемого к.з.
1	1,0 – 0,924	65	0,130	64
2	0,924 – 0,849	171	0,342	56
3	0,849 – 0,773	150	0,300	0
4	0,773 – 0,698	62	0,124	0
5	0,698 – 0,622	52	0,104	0

Энергосистема примерно в 65% случаев работает при втором и третьем уровнях нагрузки. Самый малый процент работы ЭЭС приходится на пятый уровень (примерно 10%).

На рис.3 представлен точечный график зависимости критического времени отключения к.з. от суммарной активной мощности нагрузки, из которого видно, что одному и тому же значению нагрузки соответствуют несколько значений ССТ, и одно и то же значение ССТ имеют несколько уровней нагрузки. При значении ССТ, близком к времени отключения автоматикой данной линии (в данном случае 0,15 с), точки располагаются достаточно плотно друг к другу. Это значит, что для большого числа режимов ЭЭС время отключения линии близко к критическому (максимальное количество режимов имеют критическое время отключения к.з. 0,147 с). Нагрузка этих режимов относится к 1-му и 2-му уровням нагрузки, при которых больше всего неустойчивых режимов.

Используя традиционный вероятностный подход, определяем вероятностное распределение критического времени отключения к.з. по формуле

$$P(CCT = T) = \sum_{i=15} P(\text{уровень} = i, CCT = T) =$$

$$= \frac{\text{кол - во режимов с } CCT = T \text{ во всех уровнях нагрузки}}{\text{кол - во всех режимов}}.$$

Все расчеты вероятностей были проведены с помощью разработанной программы «ProDSA», окно которой с диаграммой вероятностного распределения CCT к.з. представлено на рис.4.



Рис.3 – Точечный график зависимости критического времени отключения к.з. от суммарной активной мощности загрузки

Для определения влияния уровней нагрузки на вероятность динамической надежности системы, рассмотрим следующую функцию вероятности:

$$P(i\text{-й уровень и } CCT = T) = P(i\text{-го уровня}) \cdot P_{i\text{-й уровень}}(CCT = T) =$$

$$= \frac{\text{кол - во режимов в } i\text{-м уровне}}{\text{общее кол - во режимов}} \cdot \frac{\text{кол - во режимов с } CCT = T \text{ в } i\text{-м уровне}}{\text{кол - во режимов в } i\text{-м уровне}} =$$

$$= \frac{\text{кол - во режимов с } CCT = T \text{ в } i\text{-м уровне}}{\text{общее кол - во режимов}}.$$

Используя полученную формулу, вычисляем распределение CCT для каждого уровня нагрузки. Диаграммы вероятностного распределения для всех уровней нагрузки приведены на рис.5.

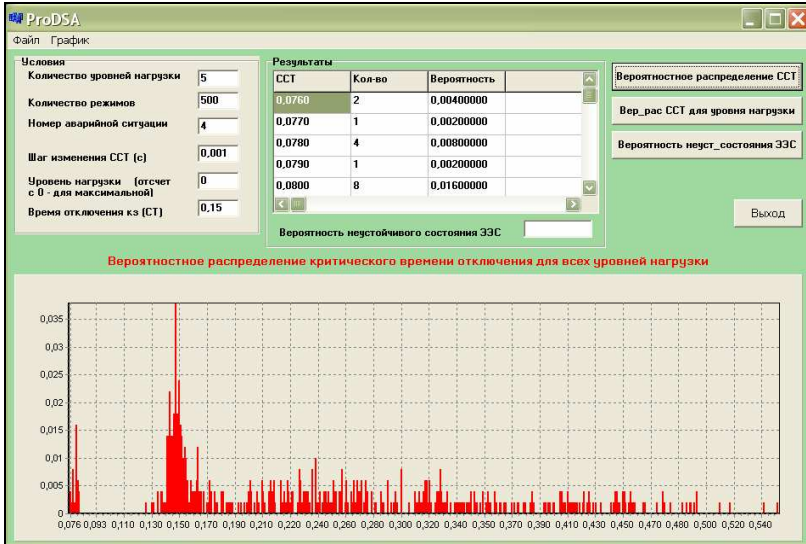


Рис. 4 – Окно программы «ProDSA» с графиком вероятностного распределения CCT к.з. для всех уровней нагрузки

Для заданного времени отключения к.з.  $T_{отк} = 0,15$  с, вероятность неустойчивого состояния может быть рассчитана по формуле

$$P(\text{система неустойчива}) = P(CCT < T_{отк}) = \sum_{i=1}^{149} P(CCT = t(i)), \quad (1)$$

где  $t(i) = 0,001 \times i$ .

Последнее, рассматриваемое в этой сумме значение  $CCT = 0,001 \times i = 0,001 \times 149 = 0,149$  с – это наибольшее количество секунд, меньшее  $T_{отк}$ , которое можно установить при расчетах в программной модели. В (1) вероятность под знаком суммы вычисляется по формуле

$$P(CCT = t) = \frac{\text{кол-во режимов с } CCT = t}{\text{общее кол-во режимов}}.$$

Для рассматриваемой аварии и выборки из 500 режимов получаем:  
 $P(\text{система неустойчива}) = 0,239999$ .

Это значение не учитывает вероятность самой аварии. Если считать, что событие, что произошла рассматриваемая авария, и событие, что система неустойчива, являются независимыми, то

$$P(\text{система неустойчива} | \text{авария на линии}) = P(\text{система неустойчива}) \times P(\text{авария на линии}).$$

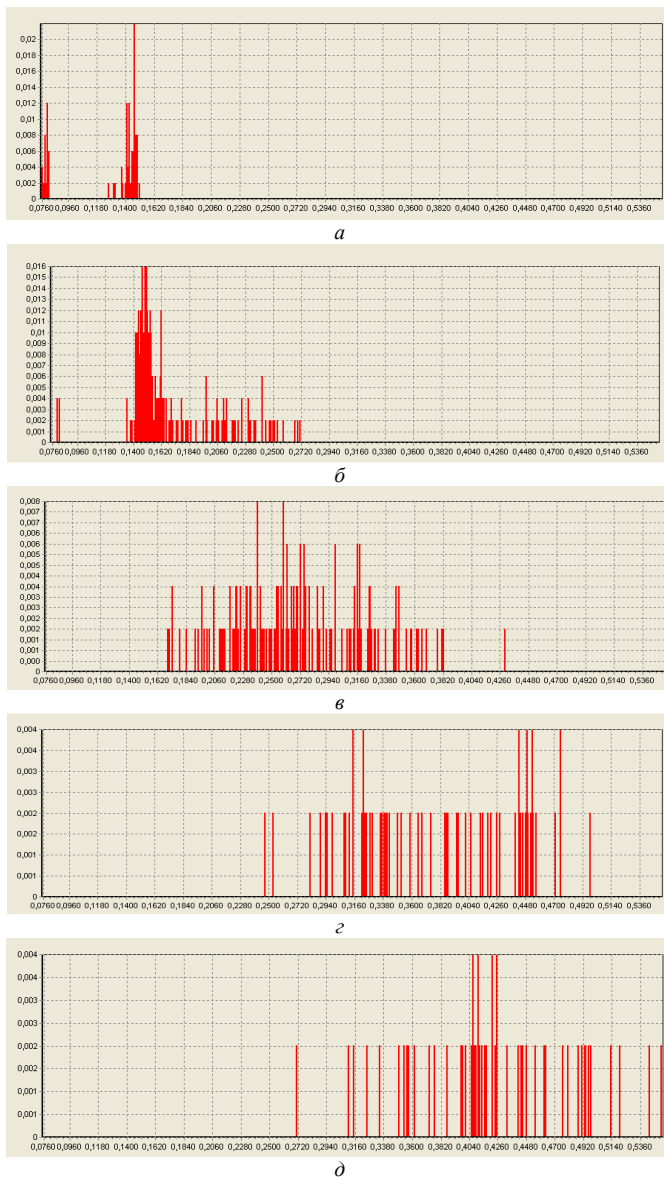


Рис.5 – Вероятностные распределения критического времени отключения к.з. для каждого уровня нагрузки:  
а – 1-го; б – 2-го; в – 3-го; з – 4-го; д – 5-го.

Для определения вероятности аварии была использована гипотетическая статистическая информация, из которой вероятность рассматриваемой аварии равна 0,0164. Тогда

$$P(\text{система неустойчива} | \text{авария на линии}) = 0,239999 \times 0,0164 = 0,003936.$$

Таким образом, предложен методический подход к определению границы ДН региональной ЭЭС, учитывающий вероятностную природу предаварийных состояний по уровню электропотребления. Этот подход по сравнению с детерминистическим позволяет сократить временные затраты на получение результата по обеспечению ДН ЭЭС, что играет важную роль в условиях решения задачи реального времени. В качестве индекса надежности предлагается критическое время отключения к.з., которое представляет собой максимальный временной интервал, необходимый для его успешного отключения с позиций сохранения устойчивой работы всей ЭЭС в целом. В результате проведенного моделирования получено вероятностное распределение критического времени отключения, позволяющее определить, с какой вероятностью энергосистема перейдет в неустойчивый режим, если увеличится время отключения к.з.

1.Li W. Risk assessment of power system. Models, Methods and Applications, 2005. – 335 p.

2.Hsu Yuan-Yih, Chang Chung-Liang. Probabilistic transient stability studies using the conditional probability approach // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1988. – Vol. 3, No.4. – P.1565-1572.

3.Billinton R, Kuruganty P.R.S. A Probabilistic index for transient stability // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1980. – Vol. PAS-99, No.1. – P.195-206.

4.Billinton R, Kuruganty P.R.S. Probabilistic assessment of transient stability in practical multimachine system // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1981. – Vol. PAS-100, No.7. – P.3634-3641.

5.Kuruganty P.R.S., Billinton R. Protection system modeling in a probabilistic assessment of transient stability // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1981. – Vol. PAS-100, No.5. – P.2163-2170.

Получено 08.11.2011

УДК 621.311

Ю.В.ЧЕРНЕЦЬКА, А.І.ЗАМУЛКО, канд. техн. наук  
Національний технічний університет України «КПІ», м.Київ

## **ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ФОРМУВАННЯ ПЛАНІВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ**

Запропоновано нечітку модель оцінювання якості функціонування розподільчої мережі електропередавальної організації, що дозволить підвищити ефективність управлінських рішень щодо розвитку електромереж.